

# ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

SISTEMA DIGITAL DE MEDIÇÃO, PROTEÇÃO, COMANDO, CONTROLE,  
SUPERVISÃO E REGULAÇÃO PARA SUBESTAÇÃO

SUBESTAÇÃO AQUIRAZ II 230/69kV

# SEÇÃO 1

GERAL

## **1. INTRODUÇÃO**

A presente Especificação Técnica estabelece os requisitos técnicos, descritos ao longo deste documento, necessários à preparação e apresentação de proposta para projeto, inspeção, testes e estudo de pré-ajustes das proteções do Sistema Digital Integrado no Nível de Processo (Nível 1), de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão e Regulação (MPCCSR), destinado a Subestação Aquiraz II.

## **2. EXTENSÃO DO FORNECIMENTO**

O fornecimento, objeto desta Especificação Técnica, é composto pelos estudos das proteções, documentação técnica e serviços detalhados nesta Especificação.

O detalhamento de projeto deve ser finalizado na própria subestação associada a esta ET, com o objetivo de eliminar todas as dúvidas para elaboração dos projetos.

O Fornecedor será responsável por todas as adequações, incluindo todos os serviços associados, de projeto nos Sistemas de MPCCSR existentes nas subestações que se fizerem necessárias para a perfeita integração do SD ofertado.

Não faz parte deste fornecimento qualquer serviço ou material associado ao subsistema de medição de faturamento.

### **2.2 Documentação Técnica**

#### **2.2.1 Detalhamento do Projeto**

O fornecedor deverá enviar para análise da TDG 01 (uma) via impressa, em formato A3, e 01 (uma) via digitalizada, de todos os documentos pertinentes ao projeto e necessários para a fabricação dos equipamentos.

O evento Detalhamento de Projeto só será considerado concluído quando o Fornecedor disponibilizar toda documentação para TDG, incluindo documento texto, arquitetura simplificada, cronograma detalhado, entre outros que a TDG entender como indispensável.

#### **2.2.2 Desenhos Aprovados para Obra**

O fornecedor deverá enviar à TDG, após a conclusão dos Testes de Aceitação em Fábrica, os seguintes documentos:

- Diagramas Funcionais 02 cópias em papel formato A3
- Diagramas de Interligação 02 cópias em papel formato A3
- Diagramas de Fiação 02 cópias em papel formato A3
- Diagrama de Arquitetura do Sistema 02 cópias em papel formato A3
- Lista de Pontos de Supervisão 02 cópias em papel formato A3
- Memorial Descritivo 02 cópias em papel formato A4
- Arquivos Editáveis Completos 01 cópia em CD ou DVD

### **2.2.3 Desenhos Conforme Comissionados**

O fornecedor deverá enviar à TDG toda documentação com as revisões de acordo com marcações realizadas em comissionamento.

## **2.3 Serviços**

Os seguintes serviços são partes integrantes do fornecimento:

- Projetos executivos;
- Elaboração dos estudos de pré-ajustes das novas proteções e estudos de impacto do sistema de proteção de existente em decorrência da entrada do novo evento;
- Treinamentos, testes de fábrica, testes de campo e integração;
- Fornecimento da “documentação as built” da instalação.

Na fase de elaboração de proposta o Proponente deve avaliar as instalações disponíveis na subestação, verificando as necessidades de adequações. Para tanto, o Proponente pode solicitar visita as instalações da subestação e realizar levantamento nas instalações existentes.

### **2.3.1 Projeto Executivo**

O Projeto Executivo de MPCCSR é composto dos seguintes documentos:

- a) Diagrama Funcional
- b) Diagrama de Interligação
- c) Diagrama de Fiação
- d) Diagrama de Arquitetura do Sistema
- e) Lista de Pontos de Supervisão
- f) Memorial Descritivo
- g) Quantitativo de Cabos
- h) Planilha de Desconexão e Conexão de Fiação e Cablagem

#### **2.3.1.1 Tipos e Composição dos Documentos**

O Diagrama de Arquitetura do Sistema é um desenho apresentado em caderno contendo capa, índice, legenda, arquitetura simplificada, arquitetura detalhada mostrando os detalhes todas as ligações em fibra ótica, cabeamento estruturado, cabos seriais, etc. entre todos os dispositivos que compõem a rede de Nível 1 e de Nível 2 da instalação, inclusive os que fazem parte da Interface Humano-Máquina, bastidor de redes, painel SAGE e alimentação CC da mesa de comando.

O Diagrama Funcional é um desenho apresentado em caderno exclusivo para cada vão, contendo capa, índice, legenda, diagrama unifilar, diagrama trifilar, distribuição de potenciais, diagrama funcional dos painéis onde são mostradas as ligações funcionais de todos os dispositivos de medição, comando, controle, proteção, supervisão, regulação, iluminação e

tomadas, esquemas internos das unidades de controle e relés de proteção, diagramas funcionais internos dos equipamentos de pátio, e diagramas lógicos dos dispositivos digitais. O Diagrama de Fiação é um desenho topográfico apresentado em caderno exclusivo para cada painel ou quadro, contendo capa, índice, legenda, disposição física simplificada dos dispositivos do painel, diagrama de fiação dos dispositivos onde são mostradas todas as ligações por fio entre os dispositivos do painel com anilhamento de referência cruzada, vistas frontal e internas do painel e lista de material contendo descrição, tipo, referência, fabricante, função de projeto e quantidades dos dispositivos que compõem o painel. Nas folhas correspondentes às fiações, deve-se procurar manter no desenho a mesma disposição física dos componentes.

O Diagrama de Interligação é um desenho apresentado em caderno exclusivo para cada vão, contendo capa, índice, legenda, disposição dos painéis no ambiente em que serão instalados (layout), diagrama de interligação dos painéis, quadros, equipamentos de pátio, caixas de ligação e terminais de secundários de TPs e TCs, caixas de distribuição de circuitos de CA no pátio, onde são mostrados todos os cabos de controle e de potência que interligam todos os elementos do sistema, com identificação de todas as conexões, veias, anilhamentos, blindagens de cabos, réguas terminais, além da lista de cabos. Nesta lista, os cabos devem ser organizados segundo sequenciamento definido pela natureza de suas funções mostrando os pontos de origem e de destino.

A Lista de Pontos de Supervisão é uma planilha eletrônica apresentada em caderno contendo capa, identificadores, lista de pontos padronizados e lista de pontos ONS referentes ao atendimento ao Procedimento de Rede de Supervisão vigente. A lista de pontos será elaborada seguindo a Lista de Pontos Padrão, fornecida pela TDG, em sua última revisão.

O Memorial descritivo é um documento de texto apresentado em caderno contendo capa, texto sucinto descrevendo as características topológicas da instalação, descrição dos eventos envolvidos, finalidade do projeto, descrição dos elementos do sistema, filosofia de controle e proteção utilizada, lista de dispositivos principais de proteção, lista de equipamentos de pátio e lista de desenhos do projeto além de outras informações consideradas relevantes para a perfeita compreensão do projeto. As listas dos principais dispositivos de proteção e equipamentos de pátio devem vir com indicação de fabricante e modelo.

O Quantitativo de Cabos é uma planilha eletrônica enviada através de e-mail contendo a estimativa em metros de cada tipo de cabo utilizado no projeto.

A Planilha de Desconexão e Conexão de Fiação e Cablagem é uma planilha eletrônica apresentada em caderno contendo capa, conexões e desconexões de fiação e cablagem mostradas em colunas “de – para” em ordem sequencial de execução.

### **2.3.1.2 Considerações para a Elaboração de Desenhos**

Todos os desenhos apresentados devem ser necessariamente digitalizados, inclusive os documentos existentes que necessitem ser revisados nas situações de ampliações ou reformas em instalações existentes.

Os desenhos antigos revisados que eventualmente tenham sido produzidos originalmente em formatos diferentes do A3 devem ser transformados para este formato.

Para o caso dos vãos de transferência existentes, todos os seus desenhos devem ser digitalizados independente de terem sofrido alteração nas situações de reforma ou ampliação.

Para os demais eventos existentes, apenas as folhas alteradas devem ser digitalizadas.

A TDG tem a responsabilidade de fornecer os desenhos dos novos equipamentos de pátio que serão utilizados no projeto. Caso a TDG não disponha destes desenhos, a projetista deverá utilizar desenhos de referência indicados pela TDG para a elaboração do projeto.

Os diagramas internos dos equipamentos de pátio devem ser digitalizados em formato A3, conforme o padrão TDG/Chesf para que possam fazer parte integrante do caderno de Diagrama Funcional, mesmo que a TDG forneça os desenhos de fabricante em papel ou mídia não editável.

As revisões dos documentos do Projeto Executivo deverão ser numéricas iniciando pela Revisão Zero. Para cada revisão, além das folhas próprias da revisão, também devem ser alteradas as revisões da capa e do índice. O índice deve ter três colunas: folha, revisão e descrição (legenda).

Todos os documentos deverão seguir documentação padrão entregues pela TDG.

A numeração dos cabos de controle e potência nos desenhos de interligação deve seguir a regra ABCCC, onde:

#### A – Nível de tensão

- 1 - 13,8 kV
- 2 - 69 kV
- 3 - 138 kV
- 4 - 230 kV
- 5 - 500 kV
- 8 - Serviços Auxiliares CA
- 9 - Serviços Auxiliares CC

#### B – Letra que identifica o Vão

#### CCC – Numeração sequencial

- 100 a 199 – Cabos de Transformadores de Potencial
- 200 a 299 – Cabos de Transformadores de Corrente
- 300 a 399 – Cabos de Disjuntor
- 400 a 499 – Cabos de Transformadores, Autotransformadores, Reatores e Bancos de Capacitores
- 500 a 599 – Cabos de Seccionadoras
- 600 a 699 – Cabos entre painéis
- 700 a 799 – Outros cabos

- 800 a 899 – Cabos de alimentação CA
- 900 a 901 – Cabos de alimentação CC

Os desenhos deverão ser identificados de acordo com a regra AAA-B-C-DD-EEE, salvo orientação específica da TDG, onde:

AAA - Identificação da Subestação (três caracteres)

- Código de três letras usado pela Operação e fornecido pela TDG.

B - Identificação do nível de tensão do evento (um caractere)

- 1 13,8 kV
- 2 69 kV
- 3 138 kV
- 4 230 kV
- 5 500 kV

C - Identificação do Vão (um caractere)

- A a Z Vão na Subestação por Setor
- CC Serviços Auxiliares CC
- CA Serviços Auxiliares CA 220V e CA1 440V
- GER Geral (quando envolver mais de um vão)
- ARQ Arquitetura de Sistema

DD - Tipo de desenho (dois caracteres)

- 02 Diagrama de Interligação
- 30 Diagrama de Fiação. Quando houver mais de um painel no Vão, será utilizada a sequência 30 a 39.
- 04 Diagrama Funcional e Diagrama de Arquitetura de Sistema
- 09 Diagrama de Localização de Equipamentos (quando fora da Interligação)
- LP Lista de Pontos de Supervisão
- MD Memorial Descritivo
- PL Planilha de Desconexão e Conexão

EEE - Sequencial da folha (três caracteres)

Ex: AQD-4-F-04-001 - SE Aquiraz II, 230 kV, Vão F, Funcional, Folha 01.

### **2.3.2 Visitas às Instalações**

É de responsabilidade do Fornecedor a coleta de informações nas instalações existentes, como levantamento de campo, cópias de desenhos existentes, elucidação de dúvidas sobre detalhes de fiação e cablagem existentes, inclusive equipamentos de pátio, toda e qualquer informação que permita a perfeita elaboração do projeto sem indefinições, assim como, propor soluções técnicas para adaptação das filosofias existentes com as do novo evento. Os desenhos cedidos pela TDG para reprodução de cópias devem ser devolvidos no mesmo dia em que forem retirados durante o horário comercial. Estes desenhos podem se encontrar nas próprias instalações da obra ou nas Sedes dos Serviços Regionais de Manutenção. A Projetista deve confirmar a localização dos desenhos antes das visitas a campo. A TDG adverte que os desenhos existentes podem não estar absolutamente atualizados e que eventuais divergências entre os desenhos e o montado em campo devem ser identificadas e verificadas pelo Fornecedor nas visitas às instalações.

#### **2.3.2.1 Visitas na fase de elaboração do projeto**

A TDG exige que sejam feitas tantas visitas quantas necessárias para dirimir todas as dúvidas acerca do projeto.

A primeira, na fase de detalhamento de projeto, para levantamento de campo de modo a identificar/definir os seguintes itens além de outros que se façam necessários:

- Identificação e reprodução de cópias dos desenhos existentes.
- Definição da locação das UAs/Painéis. Deixar marcada a locação de cada UA/Painel.
- Definição de encaminhamento de fibras óticas e cabos de rede de acordo com a Arquitetura do SD.
- Definição de encaminhamento dos cabos de controle e potência para UAs, painéis, chassis, equipamentos de campo, caixas de ligação, etc.
- Identificação da disponibilidade de alimentadores CC.
- Identificação da disponibilidade de alimentadores CA.
- Verificação do esquema de transferência existente, por setor, inclusive com a identificação da sequência de manobras da instalação, para integração do novo evento com o restante da Subestação.
- Verificação da disponibilidade de contatos dos relés auxiliares de posição das chaves seccionadoras de by-pass de todos os vãos para o esquema de transferência do novo evento.
- Verificação da disponibilidade de bornes reserva nos painéis e chassis existentes para os diversos esquemas e circuitos de interface.
- Identificação de esquemas especiais de manobra e proteção na instalação.
- Verificação da funcionalidade dos esquemas de falha de disjuntor por setor para integração do novo evento.



- Verificação de esquema 3V0 do Trafo de aterramento.

As demais visitas deverão ser feitas para confirmar os pontos utilizados assim como dirimir eventuais dúvidas surgidas de modo que o projeto seja apresentado sem indefinições. Apenas em casos excepcionais, quando se mostrar impossível a obtenção da informação durante as visitas para elaboração do projeto, serão aceitas notas do tipo “a definir no campo”, embora a complementação do projeto seja de total responsabilidade do Fornecedor nas fases de elaboração de projeto, comissionamento e integração.

A Projetista poderá ser convocada ao campo para corrigir ou complementar o projeto executivo durante as fases de montagem, comissionamento e integração.

No dia da energização do evento, o Fornecedor deve entregar a TDG uma cópia do projeto com as alterações ocorridas, marcada de forma legível e organizada. O Fornecedor deve levar uma cópia da documentação, idêntica à que deixar em obra, para a elaboração dos desenhos “Como Comissionados”.

#### **2.3.2.2 Conclusão do Projeto Executivo de MPCCRS**

O Projeto Executivo de MPCCRS é considerado concluído com a entrega final dos desenhos “Como Comissionados”.

No caso de permanecerem pendências de comissionamento após a conclusão das obras o Fornecedor tem a responsabilidade de atualizar os desenhos “Como Comissionados”.

Em caso de atualização dos desenhos “Como Comissionados” após a conclusão das obras, o Fornecedor deve entregar as cópias das folhas alteradas conforme item 2.2.3 deste documento.

#### **2.3.3 Estudo dos Pré-Ajustes das Proteções**

A Contratada deverá fornecer um estudo contendo as memórias de cálculos e todos os pré-ajustes relacionados com os novos relés de proteção ofertados. Durante a fase de detalhamento de projeto, a TDG/Chesf fornecerá todos os dados do Sistema necessários à elaboração destes estudos.

#### **2.3.4 Estudo de Impacto nos Sistemas das Proteções Existentes**

O Fornecedor deverá fornecer o Estudo de Impacto relativo ao Sistema de Proteção Existente (sistema TDG/Chesf/ENEL) em decorrência da entrada dos novos vãos. Os dados sistêmicos serão disponibilizados para o Fornecedor em ocasião específica.

Todos os serviços de implantação dos novos ajustes no sistema existente de Acessantes devem fazer parte deste fornecimento, para tanto, na visita técnica à subestação por parte do proponente deverão ser verificados todos os detalhes envolvidos.

### **2.3.5 Teste**

O elenco de testes a seguir descrito pretende dar os subsídios necessários para comprovar a aderência aos requisitos de projeto, fabricação e desempenhos estabelecidos nesta Especificação Técnica.

Os testes serão desenvolvidos nas seguintes etapas:

- Testes de Aceitação em Fábrica
- Testes de Aceitação em Campo

#### **2.3.5.1 Procedimentos de Teste**

O Fornecedor deverá submeter à aprovação da TDG o Plano de Inspeção e Testes (PIT), contendo dois cadernos, um relativo aos testes de rotina e outro relativo aos testes de subsistemas integrados. O PIT deve ser constituído de testes previamente estruturados e definidos para todos os equipamentos e funções, de modo a orientar sua execução dentro de uma sequência lógica, passo a passo e em ordem crescente de importância, complexidade e abrangência.

O PIT deverá conter:

- Objetivos do teste;
- Programação do teste;
- Requisitos do teste (facilidades, equipamentos, configuração, programas);
- Descrição detalhada do teste;
- Critérios de avaliação do teste;
- Local do teste.

O PIT deverá ser submetido à aprovação da TDG num prazo de 10 (dez) dias antes da data programada para início dos testes, que deverá ser aprovado ou comentado pela TDG.

A TDG poderá então avaliar o conjunto dos procedimentos, se reservando o direito de fazer alterações, inclusões, ou mesmo de recusar parte ou todo o conjunto do Plano de Testes.

Os testes não deverão ser iniciados antes da aceitação por escrito da totalidade dos seus procedimentos pela TDG.

Os testes deverão contemplar por completo todas as suas etapas. O período de tempo necessário para os testes da solução dada pelo fornecedor de sua complexidade.

Durante a realização dos testes de uma determinada fase deverá ser observado o seguinte:

- Todos os problemas encontrados deverão ser registrados em ata;
- Uma vez feitas todas as correções, o Sistema deverá ser submetido novamente à sequência de testes.

Os testes serão considerados satisfatórios somente depois de solucionados todos os problemas constatados.

A TDG se reservará o direito de dispensar parte ou a totalidade dos testes de uma determinada fase, bem como de repetir qualquer um ou todos os testes, no caso de falha ou insuficiência em qualquer fase, e só serão validados os resultados obtidos após a realização do último teste. Todas as despesas resultantes da execução dos testes são de responsabilidade do Fornecedor. As despesas extras de teste devido ao descrito abaixo são também de responsabilidade do Fornecedor:

- Falha do equipamento em teste.
- Falha de projeto e /ou insucesso nos valores encontrados com relação ao previsto.

### **2.3.6.2 Teste de Aceitação em Fábrica**

Os testes de aceitação na fábrica visam antecipar o diagnóstico de falhas, insuficiências e discrepâncias em relação à Especificação do Sistema, permitindo correções na própria fábrica e evitando o transporte desnecessário de equipamentos. O sucesso nesta fase é requisito para liberação dos equipamentos para embarque, mas não será suficiente para aceitação final do Sistema Digital, uma vez que esta dependerá ainda da etapa abaixo descrita.

Os representantes credenciados pela TDG deverão ter acesso irrestrito ao ambiente de testes, em horários mutuamente acertados entre as partes.

Ao final do teste de fábrica o Fornecedor deve disponibilizar uma cópia em CD com todos os arquivos referentes ao teste, segundo os listados a seguir:

- Estudo de pré-ajuste das proteções
- Manuais de todos os equipamentos que compõem os painéis
- Plano de Inspeção e Testes (PIT)
- Desenho de arquitetura do SD
- Caderno de arquitetura do SD
- Desenhos funcionais conforme testado
- Desenhos construtivos dos painéis conforme testado
- Desenhos lógicos como comissionado
- Arquivo de parametrização dos IED's
- Arquivos utilizados na caixa de teste
- Arquivos com lista de eventos de cada teste de cada IED
- Oscilografia interna dos IED's de cada teste
- Lista de Pontos completa
- Backup de Base de dados SAGE (CNF)
- Tabela hosts do SD
- Arquivo de configuração dos switches, terminal Server e demais equipamentos de rede
- Relatório dos testes de desempenho e performance
- Demais tabelas de configuração de hardware dos consoles
- Atas de reunião referentes ao teste de fábrica

O evento TAF só será considerado concluído quando o Fornecedor disponibilizar o CD supracitado.

Os testes de aceitação em fábrica devem ser divididos em 04 (quatro) estágios:

- Teste dos Subsistemas
- Teste do Sistema
- Teste de disponibilidade

Os procedimentos de teste deverão ser elaborados e executados pelo fornecedor com a participação de equipe da TDG.

A TDG poderá abdicar do acompanhamento de quaisquer testes. Este fato não deverá isentar o fornecedor da responsabilidade pela integridade funcional do SD de MPCCSR ofertado.

#### **2.3.6.2.1 Testes dos Subsistemas**

Os testes dos Subsistemas devem ser realizados após a aprovação dos testes dos equipamentos.

O teste dos Subsistemas, com exceção do de IHM, deve verificar, no mínimo, as seguintes funções:

- Inicialização do Sistema
- Verificação da mudança da configuração quando de falha do equipamento
- Protocolos de comunicação
- Tempo de resposta do Sistema
- Resolução na detecção de falhas
- Teste dos links de comunicação
- Tolerância da falha de comunicação
- Programas de diagnose, através de simulação dos diferentes tipos de falha

Ao fim destes testes deverá ser preparado um documento com aprovação da TDG ou um relatório com os desvios quando for o caso.

#### **2.3.6.2.2 Testes do Sistema**

O teste do Sistema deverá ser executado após a aprovação dos testes dos Subsistemas de forma a verificar as características funcionais e a performance de todo o Sistema, incluindo os programas aplicativos e a integração com o processo a ser controlado.

Para o teste do Sistema na fábrica o mesmo deverá ser montado com sua configuração final a ser instalada no campo, simulando o processo de forma a testar o MPCCSR em condições normais e adversas de operação.

Todas as indicações de estado e ações de controle devem ser monitoradas e testadas.

Deve ser demonstrado que a documentação dos programas é a mesma dos instalados.

Este teste deve ser feito com o Sistema completo montado e interconectado e testará a funcionalidade, configuração e desempenho do mesmo.

O processo deve ser simulado por controle dos sinais de entrada e saída. O processo dinâmico pode ser simulado manualmente, pelo controle direto dos sinais de entrada e saída, ou, de preferência, simulado automaticamente, por simuladores ou emuladores do fornecedor. Neste caso, a operação do simulador do processo ou emulador do Sistema deve ser demonstrada antes do teste. O fornecedor deve providenciar que haja mudanças bruscas das informações simulando o processo, isto deve ser demonstrado à equipe da TDG antes do início do teste.

O teste deve verificar a execução de todas as funções, incluindo o seguinte:

- Processamento dos eventos, para todas as entradas digitais.
- Registro da sequência de eventos, para as correspondentes entradas digitais.
- Medições analógicas
- Medições digitais
- Execução a prova de falhas, para todas saídas digitais.
- Autodiagnose
- Teste de desempenho
- Teste de Performance
- Teste de configuração do Sistema
- Intertravamento

O teste de configuração do Sistema deve testar o funcionamento do Sistema para todos os pontos, por simulação de todos os sinais de entrada e saída. Este teste deve validar a configuração dos pontos.

O teste de desempenho deve testar as respostas no tempo, nas condições pesada e normal de carregamento e testar a capacidade do Sistema nas condições de emergência/avalanche. O teste de desempenho deve atender os requisitos contidos nesta ET, para garantir que, caso ocorra algum problema durante o teste de desempenho com o Subsistema de IHM no campo, seja eliminada a possibilidade de que o problema esteja no SD de MPCCSR.

O teste de performance deve verificar a confiabilidade do sistema no que se refere a configuração dos switches, chaveamento de portas de comunicação, redundância de rede de comunicação e dos servidores, autocicatrização da rede para a arquitetura em anel, entre outros pontos a serem verificados. O teste de desempenho deve atender os requisitos contidos nesta ET.

### **2.3.6.2.3 Testes de Disponibilidade**

Após a conclusão dos testes de Sistema deverá ser iniciado o teste de disponibilidade de 200 (duzentas) horas de duração, quando o Sistema deverá demonstrar disponibilidade de 100% (cem por cento). Este teste é considerado como sendo teste de tipo.

Se alguma falha ocorrer, o teste deve ser interrompido para correção do defeito e reinicializado. Se a mesma falha ocorrer novamente, a TDG suspenderá o teste enquanto o fornecedor procura uma solução definitiva e efetiva para o Sistema.

### **2.3.6.3 Teste de Aceitação em Campo (Comissionamento e Apoio a Integração)**

Estes testes serão realizados nas subestações com o SD de MPCCSR instalado no seu local definitivo, devidamente interligado e com todas as funções disponíveis. Deverão ser verificadas as condições reais de operação.

A integração final do SD de MPCCSR com o Subsistema de Interface Humano-Máquina (IHM) ocorrerá nesta fase. O fornecedor deverá disponibilizar todas as ferramentas, materiais e/ou equipamentos necessários aos testes que dizem respeito ao Sistema como um todo (IHM + UA).

Faz parte do teste de aceitação em campo o comissionamento e o apoio à integração. Os testes de integração se referem a repetição dos testes de comissionamento a serem realizados pela equipe TDG/Chesf responsável pela energização e operação do sistema.

Os testes incluirão além daqueles relacionados como testes de aceitação em fábrica, outros julgados necessários pela TDG para verificar o funcionamento correto do Sistema em condições reais, incluindo o Subsistema de IHM.

Os testes de campo só serão realizados após eliminação de todas as pendências eventualmente surgidas durante os testes de fábrica.

As falhas ou defeitos apresentados nos equipamentos durante os testes de campo devem ser corrigidos no local, quando possível, obrigatoriamente os mesmos devem ser reparados antes do teste de desempenho no campo.

Além de testar novamente todas as funções do TAF, deverão ser realizados os seguintes testes, com o Subsistema de IHM definitivo:

- Registro de sequência de eventos
- Alarmes e sinalizações na IHM
- Curvas de tendência
- Comunicação com o (COR)
- Teste de desempenho

O teste de desempenho deve testar as respostas no tempo, nas condições de carga pesada e normal de carregamento e testar a capacidade do Sistema nas condições de emergência / avalanche.

### **2.3.7 Energização**

Esta etapa será feita conjuntamente pela TDG, Chesf e fornecedor.

### **3. NORMAS TÉCNICAS**

Todos os serviços realizados nas instalações da TDG devem obrigatoriamente estar integralmente de acordo com a Norma Regulamentadora 10 (NR-10), no que se refere a equipamentos de proteção individual e coletiva, mão-de-obra capacitada e autorizada sob responsabilidade do Fornecedor e os demais procedimentos descritos na norma.

# **SEÇÃO 2**

## **Descrição do Sistema**



## **1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA**

### **1.1 Descrição da Subestação**

A subestação de AQUIRAZ II é uma subestação não abrigada com setores de 230kV, 69kV e 13,8kV, com arranjo do tipo barra principal e transferência nos setores 230kV e 69kV. Está previsto na subestação de AQUIRAZ II uma nova linha de 69kV.

### **1.2 Configuração Prevista**

A configuração prevista para SE AQUIRAZ II será a seguinte:

- 01 EL 69kV Futura – fornecimento de apenas MPCCS (materiais e serviços)

No Anexo 1, encontra-se o diagrama unifilar do MPCCSR. Acrescentamos que as UA serão instaladas em ambiente climatizado.

### **1.3 Serviços Auxiliares**

Os Serviços Auxiliares de Corrente Alternada CA da SE AQUIRAZ II 230/69/13.8kV, são alimentados a partir do transformador 04T1, 230/69/13.8kV - 150MVA, que alimenta o transformador de 13,8/0,38kV: 01T7 – 225kVA. A partir daí, alimentam-se os painéis de distribuição de 380/220Vca, atendendo às cargas da Subestação. Alternativamente, existe também uma fonte de emergência de 380/220Vca através de um grupo motor-gerador (GMG) de 150kVA.

Os Serviços Auxiliares de Corrente Contínua (CC) são alimentados através de dois circuitos proveniente dos painéis de distribuição de 380/220Vca, que suprem 02 (dois) conjuntos de carregadores /retificadores de 380Vca/125Vcc, de 150A, e 02 (dois) conjuntos de baterias de 450Ah/10h, atendendo a todas as cargas em 125Vcc da Subestação.

A TDG fornecerá os diagramas unifilares dos Serviços Auxiliares. O Fornecedor deverá realizar a atualização destes desenhos e o dimensionamento dos novos serviços auxiliares. O dimensionamento deverá ser efetuado através da elaboração de memórias de cálculo.

Existe na SE AQUIRAZ II disponibilidade de circuitos CC e CA para alimentar os novos dispositivos e painéis referentes ao novo evento.

#### **1.3.1 Aspectos Gerais**

Os Serviços Auxiliares CA e CC tem a finalidade de suprir os equipamentos de pátio, os componentes do Sistema de MPCCSR, a comunicação interna, os quadros de força e iluminação, sistema anti-incêndio, etc., a partir dos disjuntores termomagnéticos dos painéis de distribuição.

As funções e grandezas principais como, por exemplo, Tensão e Corrente CA, Tensão e Corrente CC, Alarmes, etc., serão exteriorizadas e monitoradas/supervisionadas pela UA exclusiva deste setor. Os disjuntores principais de entrada serão comandados localmente

pelos painéis convencionais, pela IHM local, e remotamente na sala de comando, pela IHM Central.

As Unidades Autônomas (UA) e IHM's serão alimentadas por Tensão Auxiliar CC proveniente dos Serviços Auxiliares de Corrente Contínua da SE em 125Vcc.

#### **1.4 Edificações**

Os painéis das UAs a serem instalados serão alocados na casa de relés de 69kV, localizada no setor de 69kV da subestação. O sistema supervisório será interligado na casa de comando da Subestação.

#### **1.5 Concepção do Sistema Digital**

O Sistema digital ofertado de MPCCSR deverá obrigatoriamente atender todos os requisitos descritos nesta Especificação Técnica, bem como os relacionados nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema – ONS em suas últimas revisões.

##### **1.5.1 Concepção Básica do SD de MPCCSR**

Deverá haver completa compatibilidade entre os níveis 1 e 2 (Sistema Digital ao Nível de Processo e Subsistema de IHM).

##### **1.5.2 Arquitetura**

Fisicamente, a arquitetura do Subsistema de Interface com o Processo do SD de MPCCSR utilizará **Unidades Autônomas (UA)**.

O SD ofertado deverá utilizar uma Rede Ethernet redundante em fibra óptica para interligação entre todos os IEDs integrantes da mesma, e deverá se comunicar com o Nível 2 (Subsistema de IHM) através dos switches do bastidor de rede existente na casa de relés com entradas disponíveis, utilizando o protocolo IEC 61850 (GOOSE).

##### **1.5.3 Localização e Composição Básica do SD ( Nível 1 ).**

Neste nível, junto ao processo, serão alocadas as UAs para o novo vão, fisicamente instaladas em painéis independentes na casa de relé.

## **2. REQUISITOS FUNCIONAIS**

### **2.1 Integração do Nível 2 Associado à Ampliação do Nível 1**

#### **2.1.1 Requisitos Gerais**

O Sistema Supervisório existente na Subestação AQUIRAZ II é o software SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) desenvolvido pelo CEPEL, através do qual é realizado a Operação da SE e que empregará o protocolo IEC-61850 para comunicação de dados com o

Nível 1 da integração e o protocolo DNP 3.0 para comunicação do Sistema Digital da Subestação com o Centro de Operação Regional Sul.

O FORNECEDOR deverá realizar atualização do SAGE, colocando o mesmo em sua última versão, com os respectivos UPDATES. Para garantir o bom desempenho do sistema o FORNECEDOR deverá realizar as mudanças de hardware necessárias, nos Computadores componentes do Sistema Digital SAGE existente na Subestação AQUIRAZ II, como, por exemplo acréscimo de memória RAM, Discos Rígidos, substituições de coolers, etc. Se faz necessário também a análise de adequabilidade dos periféricos tais como Adaptadores de Vídeo e Rede à nova versão do Sistema Supervisório.

### **2.1.1.1 Escopo do Fornecimento de integração**

O PROPONENTE deve considerar que todos os serviços de instalação dos sistemas operacionais, do supervisório e do desenvolvimento das suas aplicações (Base de dados, Telas, Entidades Padronizadas, Arquivos de Configuração de Ambiente, etc.), assim como a comunicação e integração com o Centro de Operação Regional serão de sua responsabilidade e, portanto, fazem parte de seu fornecimento.

A alteração da base de dados existente deverá ser realizada utilizando-se o conceito da diretiva de linguagem C include, para a inclusão dos novos eventos, visando assegurar flexibilidade e confiabilidade nas atividades de engenharia e manutenção.

Durante o detalhamento de projeto, caso seja detectada a necessidade de Equipamentos e/ou Componentes e/ou Serviços adicionais para atender as especificações contidas nesta ET, os mesmos deverão ser fornecidos sem ônus para a TDG.

### **2.1.1.2 Condições para o Teste de Aceitação em Fábrica**

Para permitir a execução dos testes de aceitação em fábrica deverão ser providenciados os seguintes Serviços:

- Desenvolvimento de Base de Dados de Aquisição de Dados em protocolo IEC-61850, para Aquisição de Entradas Analógicas, Entradas Digitais (SOE e Alarmes) de sinais provenientes do evento que compõem a ampliação, bem como de processamentos de Saídas Digitais (Controles, Comandos, Set points, etc.) necessários a Operação da Subestação. São exigidos o emprego e o cumprimento dos padrões da modelagem MMS associadas ao protocolo IEC-61850 para parametrização dos pontos físicos, bem como o emprego e cumprimento dos padrões estabelecidos pela TDG, para parametrização de pontos lógicos, Alarmes, SOE, Rede de Difusão Confiável, de Processo e demais requisitos estabelecidos por essas referências.
- Desenvolvimento de Base de Dados de Distribuição do vão novo e existentes. São exigidos o emprego e o cumprimento dos padrões associadas ao protocolo de comunicação utilizado, bem como o emprego e cumprimento dos padrões estabelecidos pela TDG, para parametrização de pontos lógicos, pontos físicos,

Alarmes, SOE, Rede de Difusão Confiável, de Processo e demais requisitos estabelecidos por essas referências.

- Desenvolvimento e adequações de TELAS para interface Humana-Máquina, com o emprego e o cumprimento dos padrões estabelecidos para desenvolvimento de telas do supervísório da TDG/Chesf.
- Pré-Testes de funcionamento e “subida” de Base de aquisição e de Distribuição e apresentação de arquivos de log associados.
- Montagem plena do hardware que compõe a integração de Nível 2, a ser instalado na Subestação, em plataforma de desenvolvimento conectando equipamentos do Nível 1, com a conferência de fiação, etiquetagem, testes de carga de painéis, parametrização de dispositivos de MPCCR, e demais serviços descritos nesta Especificação Técnica concluídos.
- Para atender ao que estabelece Submódulo 24.3 em sua última versão do Procedimento de Rede do ONS, O FORNECEDOR deverá preencher as tabelas de lista de pontos padrão da TDG fornecidas durante detalhamento de projeto, e enviar gravada em mídia para a TDG, no mesmo dia do final do TAF, de modo a possibilitar a integração dos dados gerados pela ampliação do Sistema Digital SAGE existente na subestação ao Sistema de Supervisão e Controle do ONS.

### **2.1.1.3 Arquitetura da Integração do Sistema Digital**

Os diagramas esquemáticos no Anexo 2 a esta ET, ilustram de forma orientativa a arquitetura do sistema. O FORNECEDOR deverá, na fase de Detalhamento de Projeto, através de levantamento de campo, elaborar um desenho de arquitetura que represente fielmente a arquitetura do sistema existente e o subsistema a ser integrado ao mesmo.

### **2.1.2 Detalhamento do Projeto da Integração do Sistema Digital**

Tomando por base o contrato, o Proponente deverá elaborar e submeter à análise e aprovação pela TDG o Projeto de Detalhamento da Integração do Sistema Digital do Nível 2, cujo modelo já deverá ter sido incluído na proposta. Neste documento deverá ser detalhada a arquitetura do SD Ampliado, para atender o que define esta Especificação, as características técnicas de todos os equipamentos e materiais, incluindo mobiliário, layout da disposição dos equipamentos, requisitos funcionais de todo o software.

## **2.2 Aquisição de Dados**

A aquisição de dados do Sistema será realizada pelas UA que serão responsáveis pelo processamento e envio ao Subsistema de IHM.

São previstos basicamente três tipos de dados para serem coletados pelas UAs, como descritos nos itens a seguir.

### **2.2.1 Medições Analógicas**

As UAs deverão adquirir as grandezas de tensão e corrente diretamente dos secundários de Transformadores de Potencial (TP) e de Corrente (TC) e a partir dessas grandezas, calcular as demais grandezas necessárias, como por exemplo: potência ativa, potência reativa, energias, entre outras grandezas, e através de transdutores para o caso de temperaturas dos enrolamentos e óleo dos reatores.

As grandezas analógicas deverão estar disponíveis para leitura no display das Unidades de Controle (Nível 1), e na IHM (Nível 2).

O envio das informações das UAs para o Subsistema de Interface Humano-Máquina deverá se realizar das seguintes formas:

- Ciclicamente;
- Espontaneamente para variação fora de uma banda morta.

A configuração da forma de envio das grandezas analógicas, bem como a banda morta a ser utilizada, deverá ser independente para cada ponto.

### **2.2.2 Medições Digitais**

As medições digitais compreendem todas as grandezas disponíveis na forma de uma palavra digital codificada (Gray ou BCD, por exemplo) ou entrada digital pulsante para contagem.

Estas medições deverão estar disponíveis para leitura no display das Unidades de Controle (Nível 1), e na IHM (Nível 2).

### **2.2.3 Entradas Digitais**

As entradas digitais representam os estados de equipamentos de pátio, serviços auxiliares, condições de alarme ou ainda indicação de seleção realizada, e estarão disponíveis na forma de contatos livres de potencial.

Deverão ser disponibilizadas todas as indicações de estado dos principais equipamentos de pátio, para todos os níveis do processo.

As entradas digitais poderão ser simples ou duplas.

As entradas digitais simples são as informações que não precisam ser relacionadas com nenhuma outra entrada para se ter uma informação do estado de determinado equipamento (Ex: Falta tensão CA).

As entradas digitais duplas são informações de equipamentos que complementam a informação do estado do equipamento, quando observadas em conjunto (Ex: Seccionadora aberta e não fechada).

Para as entradas digitais duplas, o Sistema Digital deverá ser capaz de supervisionar o tempo de permanência em qualquer estado resultante da combinação das entradas (Ex: 00, 01, 10 e 11) e também a consistência de estado.

## **2.3 Medição Operacional**

### **2.3.1 Geral**

As medições de corrente, tensão, frequência, magnitude e sentido da potência, sequência de fases, energia, temperatura do enrolamento e do óleo dos reatores, deverão ser adquiridas nas UA e transmitidas ao Subsistema de IHM.

Todas as medições operacionais deverão apresentar erro inferior a 0,2% referente aos valores nominais das grandezas. Para as grandezas calculadas o erro deverá ser inferior a 0,5%.

As informações de corrente dos Vãos, para medição operacional, serão oriundas de enrolamentos independentes dos transformadores de corrente.

As informações de tensão dos Vãos para a medição operacional são oriundas de enrolamentos independentes de transformadores de potencial.

### **2.3.2 Grandezas Medidas**

A seguir serão descritas as grandezas a serem medidas:

- Tensão (entre fases)
- Corrente (nas três fases)
- Potência ativa
- Potência reativa (com indicação do sentido)

## **2.4 Sequência de Eventos**

A função sequência de eventos deverá estar integrada com a função registro de perturbações, de maneira a dotar a Subestação de um equipamento de supervisão que exiba características de correlação temporal de sinais analógicos de tensão e corrente com uma quantidade significativa de eventos associados à atuação do Sistema de proteção ou ao estado operativo dos disjuntores, de maneira a facilitar a análise pós-distúrbio.

A sequência de eventos consistirá no registro, com resolução de 1 (um) milissegundo, para eventos dentro do mesmo vão, e de 2 (dois) milissegundos, entre quaisquer eventos dentro da SE. Isto significa que o SD deverá ser capaz de discriminar e registrar na ordem correta de ocorrência quaisquer eventos, dentro do mesmo vão, separados por um intervalo de 1 (um) milissegundo ou mais, ou 2 (dois) milissegundos ou mais para eventos dentro da SE.

A precisão do registro do evento deverá ser igual a 1 (um) milissegundo.

Todo e qualquer evento classificado pela TDG como de sequência de eventos, gerará uma mensagem à semelhança da função alarme, com uma classe de mensagem que a identifique como sendo de sequência de eventos.

## **2.5 Comandos**

Os comandos são ações de envio de ordens de mudança de estado para equipamentos do processo. Os comandos podem ser classificados em:

- Manuais;
- Automáticos.

Os comandos manuais deverão ser executados em dois passos, seleção e execução, com o objetivo de permitir, por parte do operador, a confirmação do equipamento a ser comandado antes da efetivação do comando.

Os comandos automáticos são resultados de programas de controle ou de automatismos, sendo executados na UA, na IHM ou no COR, enquanto que os comandos manuais são ações tomadas pelo operador em um dos possíveis postos de operação. Abaixo listamos estes postos em ordem decrescente de prioridade:

- Unidade de Proteção e Controle ao Nível do Processo (Nível 1)
- IHM (Nível 2)
- COR

### **2.5.1 Bloqueio de Comandos**

O SD de MPCCSR deverá possuir um bloqueio de comandos vindos dos postos de operação de menor prioridade, quando existir um operador num posto de maior prioridade. Neste caso, os níveis de menor prioridade deverão ser informados sobre a existência deste operador.

### **2.6 Intertravamentos**

Os intertravamentos deverão ser implementados na UA, e consiste na verificação das condições para realização de determinado comando sobre um equipamento.

Os intertravamentos deverão ser facilmente configuráveis através de diagramas lógicos e deverão preferencialmente permitir alterações em tempo de operação sem necessidade de parada da UA ou qualquer parte do SD de MPCCSR que implique na parada de uma das funções relacionadas a esta ET.

A UA deverá ser capaz de se comunicar com outras UAs de forma a obter informações necessárias aos intertravamentos. Caso a UA não consiga, após um período de tempo configurável, obter a informação necessária para verificar o intertravamento, esta informação deverá ser considerada como “NÃO ATENDIDA” pelo intertravamento.

O operador deverá ser informado sobre o motivo da não execução do comando através de uma mensagem de erro ou indicação na tela onde o comando foi solicitado.

### **2.7 Automatismos**

Os seguintes automatismos estão previstos para a Subestação de AQUIRAZ II.

- Transferência das Proteções;
- Religamento Automático.

## **2.7.1 Transferência da Proteção**

O SD deverá transferir o disjuntor associado ao vão de linha pelo disjuntor de transferência e respectivas atuações das proteções para o Vão de transferência, visando o isolamento de equipamentos para serviços de manutenção.

Caso a execução de algum passo do procedimento de transferência não seja confirmada, a sequência deve ser interrompida e uma mensagem de alarme gerada.

O controle deverá ser através de saídas “digitais bi-estáveis” e permitir para todos os Vãos da subestação a transferência direta e inversa, considerando as sequências operacionais descritas nos subitens abaixo.

### **2.7.1.1 Vão Normal**

Nesta condição operacional, o vão encontra-se com a chave de “by-pass” aberta. A proteção do vão atua diretamente no próprio disjuntor do vão.

### **2.7.1.2 Vão em “Transferência”**

Nesta condição operacional, o vão encontra-se com o disjuntor e todas as chaves associadas ao vão fechadas e a chave de “by-pass” não aberta ou as chaves associadas ao vão fechadas e a chave de “by-pass” fechada.

O proponente deverá considerar que nesta posição em transferência, os dois disjuntores (transferência e do vão) ficam em paralelo durante o tempo em que está mantida a posição “em transferência”, devendo a proteção atuar simultaneamente nos dois disjuntores. Esta situação deverá perdurar até que seja aberta uma das chaves isoladoras do disjuntor do Vão.

### **2.7.1.3 Vão Transferido**

Nesta condição operacional, o vão encontra-se com as respectivas chaves isoladoras abertas, disjuntor aberto, a chave de “by-pass” fechada bem como o disjuntor do vão de transferência fechado. As proteções do vão de linha atuam diretamente no disjuntor do vão de transferência.

O esquema deverá ainda bloquear a transferência de mais de um vão para o vão de transferência. Este bloqueio deverá ser informado ao operador.

## **2.7.2 Religamento Automático**

Essa função deverá iniciar-se somente por ação das proteções de linha e após a confirmação da abertura efetiva do disjuntor, constituindo-se na ação do fechamento automático do disjuntor, após decorrido o tempo morto pré-ajustado, com ou sem verificação de sincronismo e sujeito a intertravamentos para efetivação do mesmo.

Deverá ser dotada de rotina operacional programável, tanto através dos Subsistemas de IHM Local, Central e remotamente (COR) em tempo de operação, para as seguintes condições:



- Religamento Desabilitado
- Religamento Habilitado.

Essa função deverá poder operar do modo descrito abaixo:

- Somente um ciclo de religamento tripolar.

Caso o religamento esteja programado para ciclo tripolar e ocorra uma falta monofásica, a proteção deverá desligar todos os pólos do disjuntor e iniciará o ciclo de religamento tripolar. No caso de defeito polifásico, a proteção desligará todos os pólos do disjuntor e bloqueará o religamento.

O religamento será executado uma única vez, com bloqueio do mesmo em caso de insucesso e um tempo ajustável de reset em caso de sucesso. Durante o tempo que essas funções estiverem ativadas a proteção deverá enviar ordem de desligamento tripolar.

O tempo de bloqueio deverá possuir ajustes na faixa de 0,05 a 30s e o de reset de 5 a 60s em steps de 1s. As parametrizações desses tempos deverão poder ser feitas a partir da IHM Local, Central e remotamente pelo COR em tempo de operação.

Deverá ser possível executar o ciclo de religamento com faixa de ajuste do tempo “morto” de 0,05s a 10s.

Os valores dos tempos mortos poderão ser implementados através do subsistema local ou remotamente em tempo de operação.

O religamento deverá ser bloqueado sempre que houver defeito no disjuntor; como por exemplo, baixa pressão de óleo, baixa pressão de SF6, etc., como também na atuação de proteções que sejam impeditivas a reenergização da linha; como por exemplo, atuação da proteção de sobretensão ou falha do disjuntor.

O religamento deverá ser bloqueado quando do fechamento manual do disjuntor pelo operador, por tempo ajustável de 0 a 30s, nas energizações de linhas com ou sem defeito presente.

Na abertura manual do disjuntor o religamento, também, deverá estar bloqueado.

Um contador digital deverá ser previsto para o registro do número de religamentos efetuados.

## **2.8 Registro de Perturbações**

A função de registro e análise de perturbações tem como finalidade básica a aquisição de dados em tempo real relativos aos eventos em condição de perturbação ou ainda em regime permanente nas Subestações e subsequente análise das condições operativas antes, durante e após uma perturbação transitória (curto-circuito ou falta) ou indicativa da dinâmica e desempenho do Sistema (estado operativo da proteção, valores de corrente e tensão, análise espectral, etc.).

## **2.9 Proteção**

### **2.9.1 Generalidades**

As proteções especificadas a seguir deverão ser projetadas, fabricadas, testadas, montadas e comissionadas assegurando o perfeito funcionamento sob quaisquer condições de operação da instalação e do Sistema de Transmissão e serem de projeto padrão do proponente, devendo estar de acordo com as mais recentes revisões das normas, bem como atender aos procedimentos de rede definidos pelo ONS em suas últimas revisões.

As proteções deverão ser dimensionadas para suportar sobretensões, sobrecorrentes, sobretemperaturas, vibrações e outras condições adversas obedecendo sempre o estabelecido nas revisões mais recentes das normas.

As proteções deverão ser capazes de eliminar qualquer tipo de defeito, com alta confiabilidade, velocidade e estabilidade, desligando diretamente e com seletividade os disjuntores necessários ao isolamento do equipamento sob defeito.

Deverá ser capaz de prover proteção adequada para o novo evento sob as seguintes condições:

- Tensão Nominal 69kV
- Tensão Máxima 72,5kV
- Frequência 60 Hz
- Tipo de Conexão Sistema Delta com Transformador de Terra na Barra.

### **2.9.2 Requisitos Básicos**

O IED de Proteção e Controle deverá ser do tipo numérico, instalado na UA e autônomo para todo o vão, devendo estar integrado, física e funcionalmente ao restante do SD.

Deverá ser previsto a alimentação da UA de forma redundante e segura em relação as barras dos Serviços Auxiliares de CC, contemplando o cruzamento entre as mesmas via estrutura de diodos, fusíveis e disjuntores termomagnéticos.

A parte frontal do relé numérico de proteção deverá ser contemplada com os seguintes elementos de comando e sinalização:

- Display digital para leituras, ajustes, indicação de valores analógicos medidos, programação, indicação de faltas, etc.;
- Teclado de operação de parametrização;
- LED para indicação de atuação da proteção;
- LED para alarmes;
- LED para indicação “em serviço”;
- LED de estado para o módulo microprocessador;
- Tecla para seleção e localização de subrotinas/blocos de medições;

- Tecla para reset da sinalização, sem necessidade de abertura da tampa.

Deverá ser previsto para o relé numérico, um esquema de parametrização remoto e local pela porta serial do mesmo através de Notebook.

A parametrização preferencialmente deverá ser possível sem necessidade de executar a reinicialização do relé. Os valores parametrizados só serão modificados mediante procedimentos de concessão ou permissão de acesso através de senha de usuários.

Deverão possuir no mínimo (04) grupos de parâmetros de ajustes, tendo em vista alguma eventual e necessária modificação. As modificações destes grupos de ajustes deverão ser possíveis de forma local e remotamente por binária de entrada e protocolo IEC 61850.

O IED deverá possuir automonitoração e autodiagnose contínua de todos os principais componentes do equipamento, inclusive da fonte DC/ DC.

Deverá ter alimentação interna via conversores DC/DC, e isolamento galvânica entre circuitos internos e externos.

Curto circuito na bateria ou chaveamento do DC não deverá afetar a performance do relé de proteção.

O IED deverá conter relógio e calendário sincronizáveis para possibilitar a correta identificação da falta (etiquetagem). A resolução deverá ser de 1ms.

O IED deve obrigatoriamente suportar o protocolo de comunicação IEC 61850 (GOOSE), com interfaces redundantes (02 portas) em fibra óptica ou combinação destas com portas de comunicação elétricas dotadas de conversores eletro/ópticos (mantendo a redundância para o IEC 61850 / GOOSE).

Deverá ser interligado à rede Ethernet 61850 / GOOSE através das duas portas redundantes acima descritas.

Os contatos de trip deverão ser do tipo rápido e ser capazes de operar diretamente os 02 (dois) circuitos das bobinas de abertura dos disjuntores sem necessidade de interposição de relés auxiliares, de forma a evitar o tempo de retardo no caso da proteção de função instantânea.

Os contatos de trip deverão ter as seguintes características:

Capacidade de Condução: 5 A (Contínua)

30 A (0,2 segundos Conforme ANSI )

Capacidade de Interrupção: 0,2 A em 125 VCC (L/R menor ou igual a 40 ms).

Os contatos de alarme deverão ter as seguintes características:

Capacidade de Condução: 5 A (Contínua)

10 A (0,2 segundos)

Capacidade de Interrupção: 0,2 A em 125 VCC (L/R menor ou igual a 40 ms).

O relé será instalado em ambiente com fortes interferências eletromagnéticas e deverá atender os requisitos da norma IEC 255-22-1 a 4 - classe III. Deverá ainda ser imune a interferências de rádios portáteis “walk talkie” e telefones celulares.

Todo o Sistema de proteção deverá ser previsto para operação normal com transformadores de corrente em 1A secundários e transformadores de potencial em 115V (entre fases) - 60 Hz. As Conexões com os TC deverão ser automaticamente curto-circuitadas, quando da remoção dos módulos de entrada de corrente, enquanto que os circuitos de potencial TP deverão ser automaticamente abertos quando da remoção de módulos de entrada de tensão.

### **2.9.3 Setor de 69kV**

- Proteção de Linha 69kV
- Proteção de Falha de Disjuntor de 69kV

#### **2.9.3.1 Proteção de Linha 69kV**

##### **2.9.3.1.1 Características Gerais**

Serão utilizadas as funções de proteção de distância e proteção de sobrecorrente direcional de neutro, sendo estas funções implementadas no IED da respectiva UA. Não será cobrado instalação de RDP fora do IED de proteção nem equipamentos de qualimetria.

O IED de Proteção e Controle deverá ter no mínimo as funções de proteção descritas nos itens abaixo.

Deverá ser fornecido para a saída de linha um esquema de bloqueio do tipo biestável, com rearme local e remoto para intertravamento com os circuitos de fechamento dos disjuntores, sendo acionadas pelas proteções de sobretensão de barra, proteções de falha de abertura dos disjuntores.

Não faz parte deste fornecimento qualquer tipo de serviço ou material para os terminais remotos de linha de 69kV.

##### **2.9.3.1.2 Proteção de Distância (21 +21N)**

A Proteção de distância de fase e terra (21 + 21N) deverá apresentar as seguintes características principais:

- Proteção de distância por zona para todos os tipos de defeitos trifásicos, bifásicos, bifásicos com terra e monofásicos na direção e zona protegida, com elemento direcional para cada zona; “loop” de medições independentes, ou seja, não será aceito relé com unidade de medição comutável ou chaveado;
- Esquema de proteção para faltas com fonte fraca “weak infeed” (27WI), esquema de proteção de energização sob defeito “dead line pick up” e dispositivo de “Eco”;
- Dispositivo de sobrecorrente direcional de neutro (67N) para faltas com alta impedância;

- Esquema de quatro zonas de proteção direcionais reversíveis, cada uma com tempo de atuação ajustável independentemente. O tempo de ajuste para a segunda, terceira e quarta zona deve ser de 0,05 a 3s e o tempo de atuação para faltas em primeira zona não deverá exceder 25 ms, considerando a relação impedância da fonte / impedância da linha ( $Z_s/Z_l$ ) pelo menos igual a 30 (trinta). O ajuste para a relação X/R deverá atender a faixa de 0,25 a 2;
- Curvas características do tipo poligonal para todas as zonas;
- Ajustes do alcance da primeira zona entre 80% a 90% da impedância da linha, para todas as relações nominais dos TC;
- Ajustes do alcance da segunda zona entre 120% a 150% da impedância da linha para todas as relações nominais dos TC;
- Ajustes do alcance da terceira zona entre 140% a 180% da impedância da linha para todas as relações nominais dos TC;
- Ajuste na faixa de 65° a 85° do ângulo da impedância da linha;
- A partida deverá ser por subimpedância, não será aceito partida por sobrecorrente;
- Ordem de desligamento próprio para abertura monopolar e/ou tripolar seletiva;
- Determinação da polarização através das fases sãs (“cross-polarized”) e memória de tensão ativa para falta trifásica;
- Atuação instantânea com abertura tripolar do disjuntor através da proteção durante a energização manual da linha “morta” sob defeito (“dead line pick up”) com bloqueio do religamento automático;
- Indicações de partida e desligamento por fase;
- Supervisão da alimentação AC através de esquema de falha de fusível para bloqueio e alarme de falta de tensão;
- Possibilidade de medições e testes de rotina com a linha energizada;
- O relé deverá ser dotado com oscilografia.

#### **2.9.3.1.3 Esquema de Religamento Automático (79)**

Esquema de religamento automático, com as funções de verificação de sincronismo, de acordo com as características especificadas no item 2.7.2 desta seção.

#### **2.9.3.1.4 Proteção de Sobretensão Temporizada e Instantânea (59)**

Deverá ser prevista função de proteção de sobretensão com saída temporizada e instantânea. As unidades temporizadas e a unidade instantânea deverão atuar independentemente. A atuação da proteção de sobretensão instantânea caracterizará uma sobretensão severa, ocorrendo em todas as três fases simultaneamente com nível acima do ajustado, devendo ser desligado as três fases do terminal local. Para evitar operação indevida, deverá ser provida uma temporização ajustável na faixa de 15 a 150 milissegundos.

A atuação da proteção de sobretensão temporizada caracterizará uma sobretensão sustentada em qualquer uma das fases, que após contado o tempo deverá operar desligando as três fases do terminal local.

São requeridas as seguintes características técnicas para as funções de sobretensão temporizada e instantâneo:

- Curva característica a tempo definido;
- Tempo de operação de 01 a 02 ciclos;
- A faixa de ajuste da unidade temporizada será de 0 a 20s;
- Insensível a frequências na faixa de 50 a 70Hz;
- Unidades temporizadas e unidade instantânea independentes;
- Indicação de partida e desligamento por fase com reset local e remoto;
- Possibilidade de medição e testes com a linha energizada;
- Armazenamento e transmissão dos dados das 03 últimas faltas;
- Faixa de ajuste de 110% a 160% da tensão da linha;
- Relação “pick-up/drop-out” maior que 0.98.

#### **2.9.3.1.5 Proteção de Subtensão (27)**

Essa função deverá ser alimentada pelos TP da barra, sendo própria para detecção de faltas bifásicas e trifásicas na barra, devendo ser uma unidade de medição para cada fase.

A atuação dessa função só deverá ocorrer se pelo menos dois dos três sensores indicarem tensão trifásica menor que o valor de ajuste estabelecido e após uma temporização na faixa de 0.3 a 3.0 segundos.

São requeridas as seguintes características técnicas para essa função:

- Curva característica com tempo definido;
- Insensível a frequências na faixa de 50 a 70 Hz;
- Indicação de partida e desligamento por fase com reset local e remoto;
- Possibilidade de medições e testes com a barra energizada;
- Armazenamento e transmissão dos dados das 03 últimas faltas;
- Faixa de ajuste de 10% a 40% da tensão da barra.

#### **2.9.3.1.6 Localização de Defeitos**

Esta função destina-se a determinar a distância entre a SE e o ponto de defeito na linha de transmissão, baseado nos valores medidos de tensão e corrente durante a falta. Esta estimativa do ponto de defeito deve ser realizada tanto para faltas temporárias quanto para faltas permanentes.

Para a saída de linha requer-se a função de localização de defeitos transitórios supervisionando permanentemente a linha, integrada como rotina da programação na proteção numérica de distância (21 +21N).

A distância da falta será determinada e apresentada em km, % e Ohms, através de indicação digital com o mínimo de 03 dígitos para leitura local e remota (IHM Central e COS/COR), com possibilidade de reset.

A compensação dos efeitos de acoplamentos mútuos de linhas paralelas, fluxo de corrente de faltas entrando por ambos os terminais de linha, corrente de carga, resistência de falta e de arco, deverão ser considerados no algoritmo do localizador de defeitos. O localizador deverá garantir erro não superior a 3% do comprimento da linha protegida para qualquer tipo e localização da falta.

### **2.9.3.1.7 Sobrecorrente direcional de fase e neutro (67+67N)**

Deverá ser fornecida proteção direcional de fase e de terra para eliminação de defeitos com alta resistência, com as seguintes características:

- Curvas características selecionáveis independentemente (normal inversa, muito inversa, extremamente inversa, tempo definido);
- Unidades temporizada e instantânea independentes;
- Indicação de partida e desligamento por fase com reset local e remoto;
- Possibilidade de medições e testes com os links e/ou reator energizado;
- Armazenamento e transmissão dos dados das 03 ultimas faltas;
- Deverá a proteção direcional de terra prover eliminação de defeitos com alta resistência, que operará em conjunto com o esquema de teleproteção;
- Sua sensibilidade deverá ser ajustável entre 10 e 400% da corrente nominal;
- Sua atuação deverá ser evitada para defeitos em linhas adjacentes ou em linhas paralelas em circuitos duplos.
- A atuação das proteções de distância assim como do esquema de teleproteção, deverá sempre ocorrer antes da proteção direcional, permitindo assim o desligamento e o religamento monopolar;
- A operação da proteção de distância deverá bloquear a operação da proteção direcional.
- Medição independente por fase;
- O tempo de operação instantânea a tempo definido não deverá ser superior a 25 ms;
- Indicação de partida e desligamento por fase com “reset” local e remoto;
- Interface com fibra óptica;
- Armazenamento e transmissão dos dados das 03 ultimas faltas;
- Flexibilidade de seleção, integrado ao seu algoritmo, para relação de transformação e grupo de ligações do transformador de potência;
- Restrição de segunda e terceira harmônicas;
- Meios que permitam sua partida quando da atuação de outras proteções, mesmo que os elementos de sobrecorrente de partida não sejam sensibilizados.
- Faixa de ajuste do temporizador: 25 a 1.600 ms;

### **2.9.3.1.8 Proteção de Sobrecorrente de Fase com Restrição de Tensão e Neutro**

São requeridas as seguintes características para a função de sobrecorrente de fase e neutro (50/51 e 50/51N):

- Curvas características selecionáveis independentemente (normal inversa, muito inversa, extremamente inversa, tempo definido);
- Unidade temporizada e instantânea independentes;
- Indicação de partida e desligamento com possibilidade de reset através de IHM Local, Central e remotamente do COR;
- Possibilidade de medições e testes com o transformador energizado;
- Armazenamento e transmissão dos dados das 03 últimas faltas;
- Faixa de ajuste a ser definida durante a fase de detalhamento de projeto.

São requeridas as seguintes características específicas para a função de sobrecorrente com restrição por tensão (51V):

- Indicação de partida e desligamento por fase com reset local e remoto;
- Possibilidade de medições e testes com o transformador energizado;
- Armazenamento e transmissão dos dados das 03 últimas faltas;
- Interface com fibra óptica.
- Medições independentes por fase e dotadas de unidades temporizada e instantânea:
  - Característica de tempo:..... tempo inverso
  - Faixa Temporizada (tensão nominal):..... 2 - 12 A
  - Faixa Temporizada (tensão nula):..... 0.1 - 4 A
  - Faixa Instantâneo.....: 1 -20 A (tensões nominal e nula)
- Tensão Nominal..... 115 Vca
- Corrente Nominal..... 1 A

Não será aceita proteção em que essa função seja feita por controle de tensão.

### **2.9.3.1.9 Proteção de Falha de Disjuntor de 69kV**

São requeridas as seguintes características para o IED que executará as funções de falha de disjuntor de 69kV (50/62BF):

Cada disjuntor deverá possuir proteção de falha de abertura, adequada para desligamento do disjuntor com dispositivos que permitam desligamento de um ou mais disjuntores na configuração de barra principal e transferência. Cada disjuntor a ser protegido possui dois circuitos de abertura.



A proteção deverá possuir 03 (três) elementos de sobrecorrente de partida com alta velocidade de atuação, sendo cada elemento por fase e ajustável independentemente.

O esquema deverá possuir interface para ativação da proteção de falha de disjuntor quando da atuação de proteções, mesmo que os elementos de sobrecorrente de partida não sejam sensibilizados.

A proteção deverá ser fornecida com entradas para partida monofásica e trifásica e atender ainda as seguintes características:

- Faixa de ajuste do elemento de sobrecorrente: 0.5 a 2 A;
- Faixa de ajuste do Temporizador: 25 a 1.600 ms.

## **2.10 Automonitoração e Autodiagnose**

O Sistema Digital deverá possuir automonitoração de todos os seus módulos, permitindo supervisionar o funcionamento correto dos mesmos.

A automonitoração deverá ser implementada modularmente, ficando a cargo da UA a supervisão de seus módulos internos.

## **2.11 Comunicação**

A UA e o Subsistema de IHM (Nível 2) se comunicarão através de uma rede local redundante padrão FastEthernet utilizando switches gerenciáveis redundantes, com entradas obrigatoriamente em fibra óptica.

Estes switches estão interligados em Gigabit Ethernet à rede do sistema digital de nível 2, na topologia anel, utilizam protocolos de restabelecimento de comunicação por rotas redundantes, como o RSTP, e são gerenciados pelo supervisor de nível 2, via protocolo SNMP.

Todos os componentes utilizados na rede fazem parte deste fornecimento, como: fibras ópticas, conectores ópticos, conversores eletro-óptico e óptico-elétrico, DIOS, entre outros dispositivos. O bastidor de rede não faz parte do fornecimento

Todos os IEDs deverão ser homologados pelo KEMA em relação a compatibilidade com o protocolo acima mencionado e também certificado pelo CEPEL em relação a compatibilidade de comunicação com o SAGE.

O proponente deverá fornecer a documentação comprobatória da homologação pelo KEMA e o certificado do CEPEL na ocasião da proposta.

A adoção do IEC 61850 tem como objetivo principal a interoperabilidade, de forma a permitir que, em futuras expansões do Sistema, seja permitida a perfeita integração entre IED de diferentes fabricantes numa mesma rede LAN.



# ANEXO 1

Diagrama Unifilar da SE AQUIRAZ II

# ANEXO 2

Aequitetura da SE AQUIRAZ II